

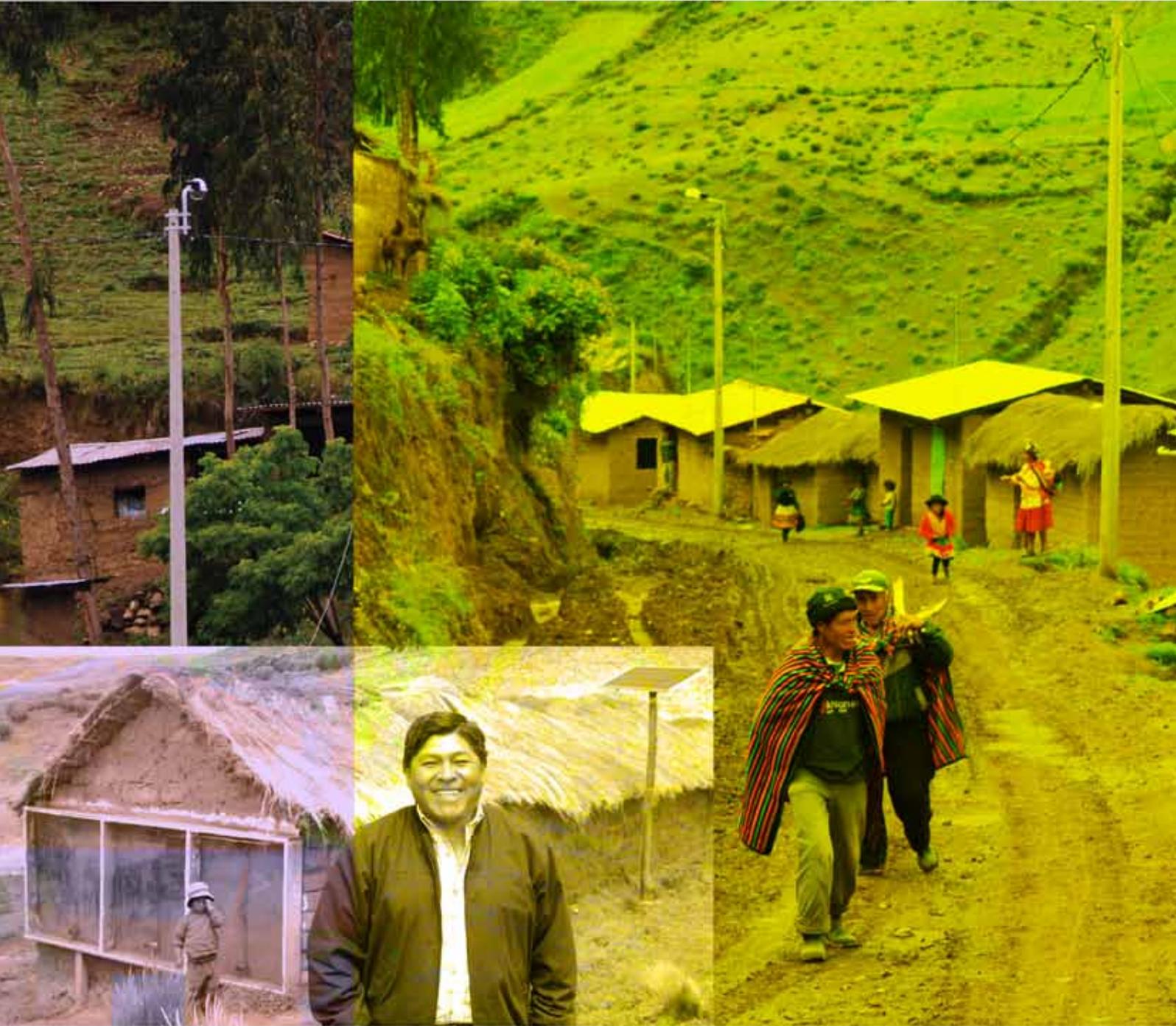


PERÚ

Ministerio de Economía y Finanzas

Viceministerio de Economía y Finanzas

Dirección General de Política de Inversiones



electrificación rural

Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos



electrificación rural

Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos

Guía Simplificada para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural, a Nivel de Perfil

Ministerio de Economía y Finanzas
Dirección General de Política de Inversiones - DGPI

Director General: Carlos Giesecke
Director Ejecutivo (e): Jesús Ruiton

Adaptación, desarrollo y tratamiento metodológico

Coordinación Metodológica: Nancy Zapata Rondón
Dirección de Normatividad, Metodologías y Capacitación

Especialistas en Contenidos: Equipo Sector Energía y Minas, Producción y Turismo
Dirección de Inversión Pública

Creación

Edición y cuidado de edición: Mario Sifuentes - Ludens
Diseño y diagramación: Maye León - Ludens

Imprenta

Esta primera edición se terminó de imprimir en el mes de junio de 2011, en la Imprenta Forma e Imagen, sita en Av. Arequipa 4558 – Miraflores.

Primera publicación: junio 2011

Primera edición: 2011

1,000 ejemplares

© 2011 MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

La información contenida en esta Guía puede ser reproducida parcial o totalmente, siempre y cuando se mencione la fuente de origen y se envíe un ejemplar a la Dirección General de Política de Inversiones del Ministerio de Economía y Finanzas (Jr. Junín 319 – Lima, Perú).

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
CONSIDERACIONES PREVIAS	11
RESUMEN EJECUTIVO	13
MÓDULO I: ASPECTOS GENERALES	15
1.1 Nombre del proyecto	15
1.2. Unidad Formuladora y Unidad Ejecutora del Proyecto	17
1.3. Matriz de involucrados	18
1.4. Marco de referencia	19
MÓDULO II: IDENTIFICACIÓN	21
2.1. Diagnóstico de la situación actual	21
2.1.1. Diagnóstico del área de Influencia de localidades comprendidas en el proyecto.	21
2.1.2. Diagnóstico de los servicios.	23
2.1.3. Diagnóstico de los involucrados en el PIP.	28
2.1.4. Intentos anteriores de solución.	29
2.2. Definición del problema, sus causas y efectos	29
2.3. Objetivo del proyecto	29
2.4. Alternativas de solución	30
MÓDULO III: FORMULACIÓN	31
3.1. Horizonte de evaluación	31
3.2. Análisis de la demanda	31
3.2.1. Principales parámetros para la estimación de la demanda.	31
3.2.2. Estimación de la demanda.	35
3.3. Análisis de la oferta	37
3.3.1. Oferta del Servicio de energía eléctrica.	37
3.3.2. Oferta optimizada del servicio (situación “sin proyecto”).	39
3.4. Balance oferta demanda.	39
3.5. Planteamiento técnico de las alternativas de solución	39
3.5.1. Dimensionamiento del Sistema propuesto (situación “con proyecto”).	39
3.5.2. Criterios para la determinación de las tecnologías.	41

3.5.3.	Descripción técnica de los sistemas eléctricos.	42
3.5.4.	Gestión de riesgos de desastres para el proyecto.	45
3.6.	Costos a precios de mercado	45
3.6.1.	Costos en la situación “sin proyecto” a precios privados o de mercado.	45
3.6.2.	Costos en la situación “con proyecto” a precios de mercado.	46
3.5.3.	Flujo de costos incrementales a precios de mercado.	49

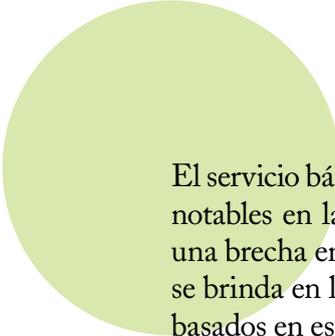
MÓDULO IV: EVALUACIÓN 51

4.1.	Evaluación privada	51
4.1.1.	Beneficios privados.	51
4.1.2.	Costos privados.	52
4.1.3.	Indicadores de rentabilidad privada.	52
4.2.	Evaluación social	52
4.2.1.	Beneficios sociales.	52
4.2.2.	Costos sociales.	55
4.2.3.	Indicadores de rentabilidad social.	56
4.3.	Análisis de sensibilidad	56
4.4.	Análisis de sostenibilidad	57
4.4.1.	Financiamiento de los costos de operación y mantenimiento.	57
4.4.2.	Arreglos institucionales previstos para las fases de pre operación y operación.	58
4.4.3.	Capacidad de gestión de la organización en las etapas de inversión y operación.	59
4.4.4.	Análisis de la capacidad de pago de la población.	59
4.4.5.	Participación de los beneficiarios.	59
4.4.6.	Probables conflictos durante la operación y mantenimiento.	60
4.4.7.	Los riesgos de desastres.	60
4.5.	Plan de equipamiento e implementación.	60
4.6.	Impacto ambiental.	60
4.7.	Selección de alternativas.	61
4.8.	Organización y gestión.	61
4.9.	Cronograma de ejecución del proyecto.	61
4.10.	Financiamiento.	62
4.11.	Matriz del marco lógico (MML).	62

MÓDULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 63

MÓDULO VI: ANEXOS 65

INTRODUCCIÓN



El servicio básico de electricidad, en condiciones confiables y sostenibles, genera mejoras notables en la calidad de vida de la población. Sin embargo, debido a que aún existe una brecha en los niveles de cobertura y una reducida calidad del servicio eléctrico que se brinda en las áreas rurales, se requiere la ejecución de proyectos de inversión pública basados en estudios previos que utilicen herramientas apropiadas para la identificación, formulación y evaluación de proyectos de electrificación rural.

El gran reto es que los servicios de electricidad ejecutados en áreas rurales aseguren su sostenibilidad desde la fase de preinversión, para ello es fundamental en dicha etapa la participación de las entidades o empresas concesionarias encargadas de la operación y mantenimiento. Así mismo, las soluciones técnicas deben cumplir con la normatividad relacionada a la electrificación rural, con los análisis necesarios y con la documentación sustentatoria suficiente que garanticen las condiciones mínimas de sostenibilidad de los servicios.

En este marco, esta Guía tiene el propósito de presentar, en forma simplificada, los contenidos que deben tenerse en cuenta durante la elaboración de un estudio de preinversión, a nivel de perfil, para un Proyecto de Inversión Pública (PIP) de Electrificación Rural, apoyando así las labores de los operadores del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP).

La Dirección General de Política de Inversiones (DGPI) tiene la expectativa de que esta Guía Simplificada impulse la formulación de perfiles de proyectos, técnicamente bien sustentados, y que se incremente de manera significativa la inversión en electrificación rural en nuestro país.

[*] Esta Guía toma como referente a la "Guía Metodológica para la Identificación, Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural a nivel de Perfil", publicada en junio de 2007, adecuándola a los contenidos del Anexo SNIP 5A "Contenidos Mínimos - Perfil para declarar la viabilidad del PIP", al Anexo SNIP 19 "Contenidos Mínimos Específicos para Estudios de Perfil de PIP Electrificación Rural" y a los contenidos de las "Pautas para la identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Inversión Pública, a nivel de Perfil", publicada en marzo de 2011, dichos instrumentos pueden consultarse en la Página Web del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), en la sección denominada "Inversión Pública".

CONSIDERACIONES PREVIAS

Antes de desarrollar un PIP de electrificación rural, la unidad formuladora deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- **El objeto de la Electrificación Rural es el abonado doméstico.** El PIP debe ser orientado principalmente para dicho abonado. Aquellos abonados de cargas especiales, con consumos mayores a los de un abonado doméstico, comercial o de uso general, constituyen cargas privadas, por lo que no corresponde financiar su interconexión al sistema eléctrico con recursos públicos.
- Los PIP de electrificación rural (instalación y ampliación) deben generar beneficios sociales por los nuevos abonados que contarán con servicio de electrificación; por tanto, la intervención debe llegar al abonado final (incluyendo acometidas). **No generan beneficios sociales la ejecución de obras de infraestructura de manera separada** (sólo líneas primarias, sólo redes primarias, etc.) pues constituirían un fraccionamiento, salvo en los casos en que la intervención consista únicamente en la ampliación de redes secundarias (nuevos usuarios), mientras que los demás componentes del PIP (línea primaria y red primaria) se encuentren funcionando óptimamente, aspecto que debe sustentarse técnicamente.
- El PIP debe responder a un **plan de ampliación de las redes eléctricas a localidades dispersas y/o alejadas**, elaborado por el Gobierno Local¹, el cual debe basarse en la visión de dicho Gobierno, que considere además, lo propuesto por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) actual, por lo que se recomienda coordinar cercanamente con dicha entidad. De esta manera, los proyectos considerados en los planes de los gobiernos locales deberán responder a un esquema de priorización y ordenamiento para que las redes eléctricas puedan expandirse de manera sostenible y eficiente.

1 Cuando se haga referencia a los Gobiernos Locales, se entenderá en conjunto, a los Gobiernos Regionales y Municipalidades Provinciales y Distritales, salvo se señale cada uno por separado.

RESUMEN EJECUTIVO



Desarrolla esta sección de acuerdo al Anexo SNIP 19 “Contenidos mínimos específicos para estudios de perfil de PIP de Electrificación Rural”.

MÓDULO I

aspectos generales >

Describe brevemente el proyecto incluyendo una adecuada definición del nombre, la identificación de la unidad formuladora y la unidad ejecutora, la matriz de involucrados y el marco de referencia del proyecto.

1.1 Nombre del proyecto

Debe tener tres características fundamentales:

- **Naturaleza de la intervención:** las principales acciones que ejecutará el proyecto para solucionar el problema identificado son las siguientes:

Instalación	Permite brindar el servicio de energía eléctrica a un conjunto de abonados de una localidad o centro poblado rural, que está totalmente desprovisto de éste.
Ampliación	Permite incrementar la cobertura del servicio existente involucrando a nuevos abonados. Puede incluir adecuaciones en algunos componentes del sistema eléctrico existente.
Mejoramiento(*)	Permite mejorar una o más características de la calidad del servicio para resolver problemas generados por la precariedad, deficiencia o incumplimiento de las normas de seguridad del sistema. Implica el aumento de la capacidad del servicio eléctrico en condiciones adecuadas para los abonados existentes.

[*] En todo PIP de mejoramiento deben incluirse, necesariamente, intervenciones para ampliar la cobertura, salvo que se presente el debido sustento de que no existen potenciales abonados por electrificar.

● ● ● **La Unidad Formuladora tiene la posibilidad de contratar servicios de consultoría para la realización de los estudios o, si cuenta con el equipo de profesionales necesario, elaborarlos ella misma.**

- **Objeto de la intervención:** Servicio de energía eléctrica en condiciones adecuadas de calidad y continuidad.
- **Localización geográfica:** De acuerdo con el área de influencia del proyecto, se determina el nombre del **sector específico a intervenir** (considerando futuras etapas de intervención). Incluye el esquema de macro y micro localización², indicando como mínimo el ámbito regional determinado para los Gobiernos Regionales y el Gobierno Nacional.

Ejemplos

¿Qué se va a hacer?	¿Cuál es el bien o servicio a proveer?	¿Dónde se localizará?	Nombre del proyecto
Se va a instalar	Servicio de energía eléctrica mediante Sistema Fotovoltaico Domiciliario (SFD).	En el sector Tambo, distrito Cusca, provincia Corongo, departamento Ancash.	Instalación del servicio de energía eléctrica mediante SFD en el sector Tambo. Distrito Cusca, Provincia Corongo, Departamento Ancash.
Se va a mejorar y ampliar	Servicio de energía eléctrica mediante sistema convencional.	En el sector El Porvenir, distrito Morropón, provincia Morropón, departamento Piura.	Mejoramiento y ampliación del servicio de energía eléctrica mediante sistema convencional en el sector El Porvenir. Distrito Morropón, Provincia Morropón, Departamento Piura.
Se va a ampliar	Servicio de energía eléctrica mediante sistema convencional.	En el sector Paucartambo (II Etapa), departamento Cusco.	Ampliación del servicio de energía eléctrica mediante sistema convencional, en el sector Paucartambo II Etapa. Departamento Cusco.

2 La Ficha del Banco de Proyectos solicitará de manera automática que los Gobiernos Locales incluyan la referencia de distrito, provincia y departamento para cada nombre de PIP.

1.2. Unidad Formuladora y Unidad Ejecutora del proyecto

- **Unidad Formuladora (UF):** Señala el nombre de la UF, el sector al que pertenece, el nombre y cargo del responsable de la formulación y de la elaboración del perfil. Incluye información como dirección, teléfono y fax.

La UF puede contratar los servicios de consultoría para la elaboración de los estudios o, si cuenta con el equipo de profesionales necesarios, elaborarlos ella misma. En el primer caso, se encargará de elaborar los Términos de Referencia, supervisar y aprobar los estudios.

En cualquiera de los casos indicados, **la UF es la responsable del estudio** y debe encontrarse previamente registrada en el Banco de Proyectos del SNIP.

- **Unidad Ejecutora (UE):** En esta caso señala:
 - ▶ Nombre de la UE propuesta para la ejecución, el sector al que pertenece, el nombre y cargo del responsable de ésta, dirección, teléfono y fax.
 - ▶ Las competencias y funciones de la UE, dentro de la institución de la cual forma parte (indicando su campo de acción y su vínculo con el proyecto).
 - ▶ Su capacidad técnica y operativa para ejecutar el proyecto (experiencia en proyectos similares, disponibilidad de recursos físicos y humanos, calificación del equipo técnico, entre otros).

La UE debe estar registrada en la Dirección General de Presupuesto Público (DGPP) del Ministerio de Economía y Finanzas.

Considera que a veces no basta con la UE registrada en la DGPP del MEF, siendo necesario que se designe a un órgano técnico de la entidad para que sea el responsable de la ejecución del PIP con todos sus componentes. Explica clara y concisamente **por qué se propone a dicho órgano**, sobre la base de los criterios previamente indicados.



Incluye información sobre los grupos sociales y entidades que se verán afectados y describe cómo se han recogido sus opiniones sobre el proyecto.

1.3. Matriz de involucrados

Incluye información sobre los grupos sociales y entidades, públicas o privadas, que se verán afectados (positiva o negativamente) con la ejecución de las inversiones y la operación del sistema.

Esta sección debe presentarse de acuerdo con lo señalado en la Pautas para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Inversión Pública, a nivel de Perfil, publicada en marzo de 2011³.

Describe el proceso mediante el cual se ha recogido la opinión de los beneficiarios y los demás involucrados, en especial de las autoridades locales, que deben pronunciarse por escrito sobre la prioridad del proyecto.

Para los PIP de Gobiernos Locales, se identifica como mínimo a los siguientes participantes:

- Potenciales beneficiarios y organizaciones del área de influencia (organizaciones vecinales, comunidades campesinas, comité de electrificación, etc.).
- Autoridades locales en general (entidades del gobierno nacional y gobiernos locales).
- Empresa Concesionaria.

Dependiendo de la envergadura del PIP, considera además la participación de entidades como:

- Direcciones Regionales de Energía y Minas.
- Representantes del Organismo Regulador.
- Organismos de cooperación nacional e internacional, cuando corresponda.

Como parte del perfil, en anexo, presenta copia de las actas suscritas en las que se plasmen los acuerdos, compromisos y opiniones señalados por los involucrados. El **Anexo 1** presenta, como ejemplo, una matriz de involucrados (para un PIP de instalación y de ampliación) tomando como base los conceptos vertidos previamente.

3 En adelante denominadas "Pautas 2011".

1.4. Marco de referencia

Indica antecedentes del proyecto, describiendo hechos importantes relacionados al origen del mismo e intentos anteriores para solucionar el problema identificado.

Realiza una breve descripción del proyecto y de la manera cómo este se enmarca en los Lineamientos de Política del Sector Energía y Minas, los Planes de Desarrollo Concertados y el Programa Multianual de Inversión Pública, en el contexto nacional, regional y local.

Es recomendable que tomes en cuenta los alcances del Plan Nacional de Electrificación Rural elaborado por el Ministerio de Energía y Minas, así como la normativa o directivas emanadas del gobierno nacional, regional o municipal, aplicables a la electrificación rural:

- Ley General de Electrificación Rural - Ley N° 28749.
- Reglamento de la Ley de Electrificación Rural - Decreto Supremo N° 025-2007-EM.
- Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales - Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE.
- Decreto Legislativo que regula la inversión en Sistemas Eléctricos Rurales (SER) ubicados en zonas de concesión - Decreto Legislativo N° 1001.
- Factores de adecuación de los parámetros de aplicación del FOSE aplicables a los usuarios de Sistemas Rurales Aislados atendidos exclusivamente con Sistemas Fotovoltaicos - Resolución Ministerial N° 523-2010-MEM/DM.
- Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) actualizado y Código Nacional de Electricidad.
- Normatividad Técnica de Diseño y Construcción para la Elaboración de los Estudios de un proyecto de electrificación rural.
- Ley Orgánica de Municipalidades - Ley N° 27972 y Ley Orgánica de los Gobiernos Regionales - Ley N° 27867.

MÓDULO II

identificación >

La investigación sobre los intentos de soluciones anteriores para proveer los servicios eléctricos en la localidad, sobre la oferta e infraestructura existente, sobre los potenciales usos de la energía y sobre su gestión -en caso existiera el servicio- te dará insumos suficientes para elegir la mejor alternativa de solución.

2.1. Diagnóstico de la situación actual

Recopila, sistematiza, interpreta y analiza la información de fuentes primarias y secundarias. El contacto con los involucrados y la visita de campo son esenciales. Este diagnóstico sustentará el planteamiento de los objetivos, fines y medios que se buscan alcanzar con el proyecto, así como las alternativas de solución.

2.1.1. Diagnóstico del área de influencia de las localidades comprendidas en el proyecto.

Analiza las variables que permitan conocer el contexto en el cual se desarrollará el proyecto. Para ello define el área de influencia, enmarcada dentro del ámbito geográfico de la localidad o centro poblado donde se focaliza el problema.

Recurre a información estadística disponible a nivel general, local y sectorial, en el INEI, MINEM, OSINERGMIN, Gobierno Regional, Municipalidad Distrital y/o Provincial, entidad a cargo de los servicios de electricidad o empresas concesionarias de distribución.

El estudio debe considerar temas como:

a) **Localización.**

Menciona la región, provincia, distrito y un listado completo de las localidades beneficiadas, indicando su ubicación. Se recomienda la georreferenciación mediante coordenadas UTM (GPS). Incluye el mapa de ubicación del área de influencia en mapa de carta nacional.



Para el análisis socioeconómico de la población determina el ingreso familiar promedio, la principal actividad económica y sus posibilidades de desarrollo, el nivel de educación, de la salud y la calidad de las viviendas.

b) Características físicas.

Considera las características geográficas, climáticas, hidrológicas, etc. Para la evaluación de impacto ambiental, analiza el medio físico, natural y el medio biológico que podrían ser afectados por el proyecto. Para el análisis de riesgo de desastres, identifica los peligros que pueden afectar al proyecto (sismos, inundaciones, deslizamientos, etc.).

c) Vías de comunicación.

- Accesibilidad, existencia y condiciones de los caminos y de los medios de transporte.
- Riesgos que podría confrontar la movilización de los recursos para ejecutar el proyecto.

d) Aspectos socioeconómicos.

- Diagnostica la situación socioeconómica de la población determinando el ingreso promedio familiar mensual, las posibilidades de crecimiento y desarrollo económico.
- Identifica los tipos de producción y actividad económica predominante y en qué forma la desarrollan (individual, cooperativas, entre otros).
- Determina indicadores demográficos, niveles de educación, niveles de salud, calidad de las viviendas, condiciones económicas, niveles de ocupación, entre otros.

e) Potenciales usos de la energía.

- Potencialidades de desarrollo económico frustradas por la falta de energía.
- Patrones de consumo por diferente tipo de abonado (doméstico, comercial, etc.).
- Prospección de posibles usos productivos de energía.

f) Otros servicios existentes.

- Analiza el equipamiento social y productivo con que se cuenta dentro de la zona del proyecto, en términos cuantitativos y cualitativos.



En caso exista servicio eléctrico, analiza la calidad del mismo, la seguridad de las instalaciones eléctricas y su cobertura actual.



2.1.2. Diagnóstico de los servicios

a) Diagnóstico del servicio eléctrico.

Evalúa la operación del servicio y de la infraestructura eléctrica existente analizando la calidad y continuidad del servicio, cobertura, principales problemas, necesidad de mejoramiento o ampliación del sistema eléctrico, puntos de alimentación, etc., aspectos que dependerán de la tipología de PIP.

Situación del servicio.

Presenta el diagnóstico de la prestación del servicio eléctrico basado en la información de la fuente primaria y secundaria.

En caso **exista servicio eléctrico**, analiza lo siguiente:

- ▶ Calidad del servicio eléctrico disponible y seguridad de las instalaciones eléctricas. Incluye la más reciente información que puedas recopilar del OSINERGMIN.
- ▶ Identificación de la concesionaria de distribución de energía eléctrica o instituciones que prestan el servicio.
- ▶ Consumo de energía de los abonados conectados por sectores (doméstico, comercial, usos generales y pequeñas industrias) en kW.h/abonado.
- ▶ Número de abonados o abonados conectados por sectores (doméstico, comercial, usos generales y pequeñas industrias).
- ▶ Cobertura actual del servicio, indicando el porcentaje de la población servida respecto de la población total (coeficiente de electrificación).
- ▶ Número de abonados domésticos y otras cargas -que no estén conectados- señalando su forma actual de abastecimiento.
- ▶ Número de abonados con sistemas provisionales y colectivos a través de un medidor totalizador (suministro en bloque).
- ▶ Costos de operación y mantenimiento en los que incurre la empresa concesionaria u otras instituciones para la prestación del servicio.
- ▶ Pérdidas de energía y factor de carga del sistema eléctrico.
- ▶ Análisis de riesgo del sistema existente, si fuera el caso.

En caso **no exista servicio eléctrico**, analiza lo siguiente:

- ▶ Descripción de la disponibilidad de las distintas opciones energéticas para el abastecimiento de electricidad.
- ▶ Población no atendida, señalando su forma de abastecimiento (pilas, baterías, entre otros), cantidad y tiempo relacionado a su reposición, gasto mensual en el que incurren y horas de uso.
- ▶ Número de abonados o abonados identificados por sectores (doméstico, comercial, usos generales y pequeñas industrias).
- ▶ Número de abonados por tipo de localidad.
- ▶ Coeficiente de electrificación referencial (distrito, provincia, región).
- ▶ Identificación de la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica o instituciones cercanas al área de influencia del proyecto.
- ▶ Identificación, para fines comparativos, de localidades similares⁴ al área de influencia del proyecto que sí cuenten con servicio eléctrico.
- ▶ Identificación de posibles cargas para usos productivos en la zona.
- ▶ Verificación de las localidades beneficiadas, por si se ubican dentro o fuera de la zona de alguna empresa concesionaria de distribución.
- ▶ Verificación de que no existan localidades duplicadas incluidas en otros proyectos de inversión.

Situación de la Infraestructura⁵.

Situación de cada componente del sistema eléctrico, considerando el sistema convencional y no convencional, así como aspectos de vulnerabilidad.

4 Localidades rurales cercanas al área de influencia que presenten características similares a las localidades incluidas en el PIP (considerando principalmente dispersión, distancia, tamaño y características socioeconómicas).

5 En la situación en la que no exista servicio, no se desarrolla este punto.



Es necesario conocer la situación socioeconómica de la población, así como sus niveles de educación, salud, calidad de viviendas, ocupación, etc.



Sistema convencional:

En caso **exista servicio eléctrico**, analiza los siguientes componentes y describe sus características:

- Líneas primarias.
- Redes primarias.
- Redes secundarias.
- Alumbrado público.
- Conexiones domiciliarias.

Detalla la configuración de las redes eléctricas (monofásicas, bifásicas o trifásicas), la capacidad de diseño y capacidad operativa de los equipos, el nivel de tensión, sección de los conductores, tipos de estructuras, kilómetros de líneas y redes, antigüedad (años), estado de conservación de los equipos y materiales, etc.

Detalla la capacidad de diseño, capacidad operativa y saldo de capacidad disponible de las subestaciones existentes; niveles de tensión, antigüedad (años), estado de conservación, etc.

En caso se cuente con una pequeña central de generación de energía que pueda abastecer a las futuras redes de distribución, incluye la evaluación del funcionamiento mecánico, hidráulico, térmico o solar, según corresponda, y el estado de dichos grupos.



Sistema no convencional:

Comprende principalmente a un **servicio eléctrico existente** atendido mediante la instalación de sistemas eléctricos fotovoltaicos domiciliarios. En estos casos, evalúa el estado de conservación, operación y reposición de los paneles solares, batería, controlador e inversores. Asimismo, para el correcto funcionamiento del sistema, considera la capacitación requerida por los abonados y por el personal a cargo del mantenimiento de la infraestructura.

Análisis del riesgo de los componentes del sistema eléctrico existente.

Determina la posibilidad del sistema de sufrir algún daño o pérdidas por el impacto de un peligro identificado en el área de influencia. Este análisis fortalece la sostenibilidad de los servicios y contribuye a disminuir costos de inversión del PIP⁶. El análisis debe incluir:

- ▶ Exposición de los componentes: analiza su ubicación y su cercanía a zonas de riesgo.
- ▶ Fragilidad: nivel de resistencia y protección de los componentes del sistema frente al impacto de un peligro.
- ▶ Resiliencia: nivel de asimilación o capacidad de recuperación de los abonados y del servicio frente al impacto de un peligro.
- ▶ Daños y pérdidas que afectarían el sistema y a los abonados.

Recaba información existente y referencias históricas de la comunidad, respecto a los puntos más vulnerables de colapso del sistema por sismos, aluviones, huaycos, inundaciones, deslizamientos de tierra y derrumbes.

b) Diagnóstico de la gestión del servicio.

Este diagnóstico se realiza cuando ya existe un sistema eléctrico. Si no hay sistema eléctrico, no corresponde desarrollar esta sección.

Información sobre la gestión del sistema, aspectos financieros y administrativos, cobro de tarifas, procesos de operación y mantenimiento y nivel de participación de la comunidad.

Diagnóstico de la gestión administrativa.

Describe los aspectos administrativos, financieros e institucionales sobre la entidad responsable de la prestación del servicio de energía eléctrica.

6 Se recomienda que se utilicen las "Pautas Metodológicas para la Incorporación del Análisis de Riesgo de Desastres en los Proyectos de Inversión Pública", aprobada mediante Resolución Directoral N° 009-2007-EF/68.01.

Es importante tener información histórica sobre los puntos más vulnerables ante el impacto de sismos, huaycos, inundaciones u otros eventos climáticos extremos. Procura evitar la ubicación de las obras en lugares vulnerables.

- ▶ Describe si la gestión y administración del PIP está a cargo de la empresa concesionaria de distribución cercana o a cargo del Comité de Electrificación constituido.
- ▶ En caso de que esté a cargo de un Comité de Electrificación, indica su conformación (nivel del personal), precisa cuál ha sido la estructura administrativa y cómo ha realizado la gestión de los recursos.
- ▶ Precisa si se dejó de brindar la operación y mantenimiento del PIP en un periodo determinado. Indica los tiempos sin servicio y las razones que llevaron a tal situación (falta de pago de usuarios, deficiencia en la gestión, falta de cobertura de costos operativos, etc.).

Diagnóstico de las actividades de operación y mantenimiento.

Evalúa la capacidad y actividad de la operación y mantenimiento (OyM) del sistema de energía eléctrica. Analiza los siguientes aspectos:

- ▶ Indica cuál es el índice de cobertura de los costos operacionales del proyecto.
- ▶ Costo incurrido en OyM para el proyecto.
- ▶ Indica si una tercera entidad se está haciendo cargo de la OyM del proyecto. En caso esté a cargo de un Comité de Electrificación, indica su conformación (nivel del personal) y precisa cómo y en coordinación con quién se ha llevado a cabo la operación y el mantenimiento.
- ▶ Indica si el PIP es sujeto de Contratos de OyM con la empresa concesionaria respectiva.
- ▶ Indica las acciones de OyM que son realizadas al PIP.

Diagnóstico de la actividad comercial.

Describe a la organización responsable del registro o catastro de clientes y la actividad comercial de acuerdo a:

- ▶ Abonados domésticos intervenidos en el primer año del proyecto.
- ▶ Abonados adicionales intervenidos en el horizonte de evaluación y cómo fueron incorporados.

● ● ● **Observa y analiza a las organizaciones y a los principales líderes de la sociedad civil, busca su percepción, expectativas e intereses sobre el problema e invítalos a participar en las diferentes etapas del proyecto.**

- ▶ Tarifa establecida al inicio de operación y modificaciones posteriores.
- ▶ Indica la estructura de pagos y los montos de las cuotas fijadas para los abonados en caso de que el sistema no se encuentre regulado.

2.1.3. Diagnóstico de los involucrados en el PIP.

Analiza los grupos sociales que serán beneficiados o perjudicados con el proyecto, así como las entidades que apoyarían la ejecución y posterior operación y mantenimiento.

A partir del contacto directo con los involucrados (trabajo de campo), precisa sus percepciones sobre el problema, sus expectativas e intereses, así como su participación en el ciclo del proyecto.

Analiza las organizaciones y a los principales líderes que representan a la sociedad civil (organizaciones vecinales, juntas vecinales, organizaciones de pequeños comerciantes, organizaciones de madres, instituciones educativas, entre otras).

Realiza una encuesta que identifique las necesidades (usos de energía) de la **población afectada**: disposición de pago, capacidad de pago, aceptación de la tecnología de abastecimiento de electricidad y actividades económicas a las que se dedica la familia.

Analiza a la población afectada según estas variables:

- ▶ La población total, urbana, rural, por sexo, estructura por edades y tasa de crecimiento promedio entre los últimos censos.
Recurre a fuentes de información escritas para realizar cálculos y dimensionar la demanda. En este sentido, recurre a censos, proyecciones de población, muestreos, diagnósticos, etc.
- ▶ Gasto en alternativas de energía usadas actualmente.
- ▶ Predisposición al pago de tarifas de servicio.
Conoce, a través de la encuesta socioeconómica, la disposición de la población al pago por el servicio de energía eléctrica.



Es importante tener en cuenta las acciones que se tomaron anteriormente para solucionar el mismo problema e indicar por qué fallaron.



- ▶ Usos de la energía eléctrica.
Conoce, a través de la encuesta, los principales usos que se haría de la energía, la misma que debería estar relacionada a la capacidad de ingresos del poblador (iluminación, uso de radio y TV, refrigeración, entre otros).
- ▶ Priorización de beneficiados.
Aplica criterios y metodologías de priorización según los siguientes indicadores: grado de dispersión, número de abonados beneficiados, distancia a la troncal o ramal principal en kilómetros, accesibilidad, cargas de uso productivo y de uso general, cobertura eléctrica distrital, índice de pobreza, etc.

2.1.4. Intentos anteriores de solución.

Indica las acciones que se tomaron anteriormente para solucionar el problema que se pretende erradicar con el proyecto, el grado de éxito o fracaso que se alcanzó y sus causas. Si no existieran intentos anteriores, indica el porqué.

2.2. Definición del problema, sus causas y efectos⁷

Definición del problema central de acuerdo al diagnóstico elaborado en la acápite 2.1, determinando las causas y efectos que ocasiona esta situación negativa, lo que servirá de base para identificar las alternativas de solución. Estas relaciones de causa y efecto se deben visualizar en un diagrama denominado Árbol de Problema de Causas y Efectos.

2.3. Objetivo del proyecto⁸

Describe la situación deseada después de solucionar el problema central, identificando las relaciones de medios-fines, las cuales serán visualizadas en un diagrama denominado Árbol de Medios y Fines o Árbol de Objetivos.

7 Para mayores orientaciones revisar el numeral 2.3 de las "Pautas 2011".

8 Para mayores orientaciones ver el numeral de 2.4 de las "Pautas 2011".



El desarrollo de la alternativa convencional requiere asegurar la disponibilidad del recurso y contar con el respectivo punto de alimentación.

2.4. Alternativas de solución⁹

En los proyectos de electrificación rural, **la alternativa de solución es única y consiste en brindar el servicio de energía eléctrica.**

Por lo tanto, las alternativas a plantear deben constituir **alternativas técnicamente viables** para solucionar el problema, formuladas sobre la base de los medios fundamentales definidos en el árbol de objetivos. Para esto considera los siguientes criterios:

- **Opciones tecnológicas:** que sean comparables entre sí y aplicables dependiendo de las características de las localidades a intervenir. Pueden ser sistemas convencionales y no convencionales.

Una alternativa convencional, requiere la disponibilidad del recurso (certeza de una capacidad suficiente) y contar con la selección de un punto de suministro de energía eléctrica, desde el que se extenderán las redes de distribución propuestas.

Una alternativa no convencional (como los sistemas fotovoltaicos) requiere asegurar que la zona cuenta con un nivel de radiación solar mínimo mensual y anual, para lo cual se debe recurrir al “Atlas Solar del Perú”, desarrollado por la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (DGER/MEM), en coordinación con el SENAMHI.

- **Localización:** considera que las localidades pueden pertenecer a zonas cercanas a sistemas eléctricos o a zonas aisladas o de frontera, por tanto, la alternativa se debe analizar por su distancia entre localidades, dispersión entre abonados y vías de acceso disponible.
- **Materiales:** Considera los materiales apropiados para la zona y que sean de fácil operación y mantenimiento.

9

Para mayores orientaciones ver el numeral de 2.5 de las “Pautas 2011”

MÓDULO III

formulación >

Organiza y procesa la información de cada alternativa del proyecto. Esta información constituye el punto de partida para evaluar y seleccionar la mejor alternativa de solución.

3.1 Horizonte de evaluación¹⁰

Es importante porque determina el tiempo sobre el que se proyectará la oferta, la demanda y las necesidades de inversión de cada alternativa. El horizonte está definido por la vida útil del proyecto que, en electrificación, tiene un promedio de 20 años. Sin embargo, puedes considerar períodos mayores con el debido sustento técnico.

3.2 Análisis de la demanda

3.2.1 Parámetros principales para la estimación de la demanda.

a) Tipos de abonados.

- **Abonados Domésticos (AD):** Los abonados residenciales del área de influencia.
- **Abonados Comerciales (AC):** Los que realizan alguna actividad comercial o corresponden a áreas de comercio, incluso los que se encuentran dentro de viviendas.
- **Abonados de Uso General (AUG):** Escuelas, postas médicas, iglesias, centros comunales, etc., que forman parte de ámbito comunal.
- **Abonados de Pequeña Industria (API):** Industrias cuya demanda es superior a la de un abonado comercial pero que no llega a ser una carga especial: talleres de carpintería, de calzado, etc., con producción

en pequeña escala. En el PIP se deberá identificar y enlistar dichas cargas, indicando su sector industrial (clasificado por código CIIU-Clasificación Industrial Internacional Uniforme).

La estimación del número de abonados domésticos, comerciales, pequeña industria y abonados de uso general, por cada localidad, deberá estar sustentada con información obtenida del trabajo de campo. La totalidad constituye el número de abonados del PIP.

$$\text{Nº de Abonados Totales} = \text{AD} + \text{AC} + \text{AUG} + \text{API}$$

Si bien pueden existir abonados de **carga especial** como mineras, aserraderos, grandes molinos, etc., ten en cuenta que **este tipo de abonado no forma parte de un proyecto de electrificación rural**. Estas cargas especiales son privadas y, por tanto, no corresponde que sean financiadas con recursos públicos.

b) Tipos de Localidades.

Localidad Tipo I

Compuesto por localidades concentradas o semidispersas situadas en áreas rurales, que presentan configuración urbana definida y pueden contar con plazasy/o calles; asimismo, cuenta con nivel de desarrollo intermedio , con mayor número de servicios y locales públicos y con vías de acceso.

Localidad Tipo II

Compuesto por localidades dispersas situadas en áreas rurales, que presentan configuración urbana o es incipiente, con menos número de servicios y locales públicos y con vías de acceso en regular estado (trochas carrozables) o que no cuentan con vías de acceso.



En los proyectos de electrificación rural, la alternativa de solución es única y consiste en brindar el servicio de energía eléctrica para servicio doméstico, pero es necesario analizar las alternativas tecnológicas más apropiadas.

c) Persona por hogar en el área rural

Resulta de la división de la población beneficiaria entre el número de hogares a electrificar según el PIP. Este valor debe sustentarse sobre la base de encuestas. En el siguiente cuadro se indica referencialmente el número de personas por hogar obtenido del último Censo de Población y Vivienda del INEI, por región geográfica.

Cuadro N° 1

Región geográfica	Persona / Hogar
Costa	4.2
Sierra	3.9
Selva	4.6

d) Consumos de energía por abonado

Este consumo debe sustentarse comparando los consumos de localidades electrificadas similares y cercanas al área de influencia del proyecto. Esa similitud comprende criterios como zona geográfica, tamaño de las localidades, nivel de dispersión entre abonados, distancias y vías de acceso al principal foco de desarrollo de la zona. También se comparan las características socio-económicas.

Esta información se recaba de las empresas concesionarias o entidades que administren el servicio en el área cercana al área de influencia del PIP.

Considera que el consumo doméstico puede ser de dos tipos, definidas en el punto b), según las características de las localidades. Por tanto, debes registrar el consumo de ambos tipos de localidades en el estudio de preinversión. En caso existieran consumos de un solo tipo, indícalo con el debido sustento.

Valores referenciales del consumo de energía por Abonado Doméstico (AD) en el ámbito rural:

Cuadro N° 2

Región geográfica	Consumo de energía por AD (Kwh-mes)	
	Tipo I	Tipo II
Costa	19 a 30	10 a 18
Sierra	17 a 25	8 a 16
Selva	20 a 35	12 a 20

Fuente: Muestra de PIP de SER declarados viables durante los últimos 3 años, registrados en el Banco de Proyectos del SNIP.

e) Tasa de crecimiento poblacional (r%)

La población se proyecta con la tasa de crecimiento intercensal para el distrito donde se localiza el proyecto, según los censos de población y proyecciones del INEI.

f) Tasa de crecimiento de los consumos de energía por abonado doméstico (i%)

Se obtiene a partir de información histórica de la empresa concesionaria relacionada con áreas similares al PIP. Los Valor Referenciales por tipo de localidad se presentan a continuación:

Cuadro N° 3

Descripción	Tipo I	Tipo II
Tasa de Crecimiento de Consumo de Energía	1.5 a 2 %	1 a 1.5 %

Fuente: Muestra de PIP de SER declarados viables durante los últimos 3 años, registrados en el Banco de Proyectos del SNIP.



El cálculo o estimación de la demanda se basa en los datos recogidos en el trabajo de campo. Realiza una encuesta con mucho detalle y testimonios.



3.2.2 Estimación de la demanda.

a) Estimación de la demanda inicial.

La estimación de la demanda inicial (año base) parte del supuesto de que los abonados, la población total y la población electrificada en ese año, son determinados sobre la base de la información y evaluación del trabajo de campo. A partir de ella se desarrolla una metodología que permitirá obtener los valores iniciales de las variables para la estimación de la demanda. Para ello, da los siguientes pasos:

- **Datos de inicio:** Población total, población electrificada, número de abonados y participación por tipo de abonado del área de influencia del PIP, sustentada con información del trabajo de campo.
- **Grado de electrificación inicial:** Divide la población electrificada entre la población total.
- **Consumo Unitario de energía por tipo de abonado (C.U.):** Se obtiene del análisis sobre el consumo de energía por cada tipo de abonado (doméstico, comercial, uso general y pequeña industria) indicado en el punto c) del numeral 3.2.1. Los valores deben ser expresados en forma anual y en kW.h por abonado.
- **Consumo de energía por tipo de abonado (C):** Se obtiene de la multiplicación individual del consumo unitario anual por tipo de abonado y el número de abonados.

$$\text{Consumo}_{\text{Abonado}} = \text{C.U} \times \text{Número de Abonados}$$

- **Consumo de alumbrado público:** Se obtiene de la multiplicación de los puntos de iluminación por la potencia de la lámpara y horas de utilización. El cálculo de los puntos de iluminación es indicado en el Anexo 2.
- **Consumo total de energía:** Se obtiene sumando el consumo anual de todos los abonados e incluyendo el alumbrado público.

$$\text{Consumo Total} = C_{\text{Doméstico}} + C_{\text{Comercial}} + C_{\text{Uso General}} + C_{\text{P.Industria}} + C_{\text{A.Público}}$$

b) Estimación de la demanda proyectada.

Para la proyección de la demanda debemos asumir una tendencia creciente del consumo de energía por abonado doméstico (KW.h/abonado) y del número de abonados estimados para cada año en el horizonte de evaluación.

Con las variables determinadas en la estimación de la demanda inicial, desarrolla la proyección de la demanda de energía para el periodo de evaluación en forma anual y en kW.h. Sigue estos pasos:

- **Datos de inicio:** Población total, grado de electrificación, personas por hogar, participación por tipo de abonados, consumo unitario de energía y puntos de iluminación inicial.
- **Proyección de la población total:** Se obtiene incrementando la tasa de crecimiento poblacional a la población total inicial. Esa tasa está determinada en el punto e) del numeral 3.2.1.

$$\text{Población}_{\text{Proyectada}} = \text{Población}_{\text{inicial}} \times (1 + r\%)$$

- **Proyección del grado de electrificación:** Se obtiene del grado de electrificación inicial y de la meta propuesta del grado de electrificación que se pretende alcanzar.
- **Proyección de la población electrificada:** Se obtiene de la multiplicación de la población total proyectada por el grado de electrificación proyectado.
- **Proyección del número total de abonados:** Resulta de dividir la población electrificada proyectada entre el número de personas por hogar determinadas en el punto c) del numeral 3.2.1.



La llegada de la electricidad influye de inmediato y altamente en la calidad de vida de los beneficiados y sus comunidades.

- **Proyección por cada tipo de abonados:** Se obtiene de la distribución del número total de abonados de acuerdo a la participación de abonados por sectores determinada en un inicio.

$$\text{Número de Abonado}_{\text{sector}} = \text{Número de Abonado Total} \times \% \text{ Abonado}_{\text{inicial}}$$

- **Proyección del Consumo Unitario de energía por tipo de abonado ($C.U_{\text{proy}}$):** En el sector doméstico, se calcula con la tasa de crecimiento del consumo de energía por abonado. Esa tasa está determinada en el punto f) del numeral 3.2.1.

$$\text{Consumo por Abonado Doméstico}_{\text{Proyectado}} = \text{Consumo por Abonado Doméstico}_{\text{inicial}} \times (1 + i\%)$$

Para los demás sectores, se asume un consumo por abonado promedio durante el horizonte de evaluación del PIP.

- **Proyección del Consumo de Energía por Tipo de Abonado (C_{Proy}):** Se obtiene de la multiplicación individual del consumo unitario anual por tipo de abonado con el respectivo número de abonados.

$$\text{Consumo}_{\text{Abonado}} = C.U_{\text{proy}} \times \text{Número de Abonados Proyectados}$$

- **Proyección del Consumo de Alumbrado Público:** Se obtiene de la multiplicación de los puntos de iluminación proyectados por la potencia de la lámpara y horas de utilización. El cálculo de los puntos de iluminación es indicado en el Anexo 2.

- **Proyección del Consumo Total de Energía:** Se obtiene a partir de la suma del consumo proyectado de todos los abonados, incluyendo alumbrado público.

La metodología para la estimación de la demanda se explica detalladamente en la Ficha 02 del aplicativo en Excel que está a disposición del usuario en la página web del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). Busca en la sección “Inversión pública” / “Instrumentos metodológicos del sector energía”.

3.3 Análisis de la oferta

3.3.1 Oferta del Servicio del energía eléctrica.

a) **Capacidad de la oferta del servicio existente (situación “sin proyecto”).**

En caso las localidades cuenten con suministro de energía eléctrica, denominamos oferta actual a aquella con la que se abastece directamente a los abonados actuales.

La oferta del servicio es la capacidad con la que se ofrece el servicio al usuario en condiciones adecuadas. Dependiendo de la forma de abastecimiento, ésta se determina a través de la capacidad de las subestaciones de distribución o módulos fotovoltaicos. La oferta debe ser expresada en unidades de potencia (kW).

En casos donde no se cuenta con suministro de energía eléctrica, la oferta actual es igual a cero.

b) **Capacidad del sistema eléctrico existente.**

Más allá de la capacidad del servicio, es necesario hallar la capacidad del sistema eléctrico existente, de acuerdo a la potencia de la subestación de transformación, de las centrales de generación y/o potencia del módulo fotovoltaico. Esta expresada en unidades de potencia (kW) y su capacidad considera las pérdidas de energía.



Analiza las posibilidades de optimización de la oferta del servicio existente para obtener la máxima utilización de la infraestructura disponible y brindar el servicio en las condiciones más adecuadas.

3.3.2 Oferta Optimizada del servicio (situación “sin proyecto”).

Analiza las posibilidades de optimización de la oferta del servicio existente para obtener la máxima utilización de la infraestructura disponible y brindar el servicio en las condiciones más adecuadas.

En todos los casos donde exista suministro de energía eléctrica, determina la Oferta Optimizada en función a la oferta actual del servicio eléctrico, obtenida en el literal a) del numeral 3.3.1.

La Oferta Optimizada implica la reconfiguración de redes y subestaciones, mejorar la gestión de operación y mantenimiento, aplicar medidas de disminución de pérdidas técnicas y no técnicas de energía, aplicar medidas de tipo administrativo y mejoras de gestión comercial, entre otras.

En casos donde no se cuenta con suministro de energía eléctrica, la Oferta Optimizada es igual a cero.

3.4 Balance oferta demanda

Con la información de los numerales 3.2 y 3.3, estructura el balance entre la oferta optimizada y la demanda proyectada en el horizonte de evaluación para cada año. La situación sin proyecto debe explicitar la tendencia del déficit en el horizonte de evaluación.

3.5 Planteamiento técnico de las alternativas de solución

El planteamiento de alternativas debe permitir una inversión eficiente, a un mínimo costo y con la mayor rentabilidad social. Analiza los criterios generales para definir la tecnología a utilizar, así como las especificaciones de los componentes de los sistemas.

3.5.1 Dimensionamiento del sistema propuesto (situación “con proyecto”).

a) Determinación de la capacidad requerida de la oferta del servicio.

Para determinar la capacidad de la oferta del servicio debes contar con la energía y potencia requerida para atender la demanda del PIP. La energía requerida se



La elección de la tecnología depende de la dimensión del proyecto, cercanía al punto de suministro y dispersión de los abonados.

obtiene de sumar al consumo total de energía (determinada en el punto 3.2.2 de análisis de la demanda) y las pérdidas de energía. Así tenemos:

$$\text{Energía Total Requerida (kW.h)} = \frac{\text{Consumo Total}}{1 - \% \text{ pérdidas}}$$

A partir de la energía total requerida se obtiene la potencia requerida para el sistema diseñado, aplicando el Factor de Carga (fc)¹¹.

Considera el factor de carga en sistemas eléctricos rurales (entre 20% y 35%¹²). Cálculalo mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad Total Requerida (kW)} = \frac{\text{Energía Total}}{fc * 8760}$$

b) Capacidad de diseño de la oferta del servicio.

De acuerdo a la potencia total requerida, determina la capacidad de diseño para satisfacer la demanda en todo el horizonte de evaluación, sobre la base de las normas técnicas del sector aplicables al proyecto.

Si el abastecimiento incluye una minicentral hidráulica o una central térmica, precisa el nivel de potencia efectiva, régimen de funcionamiento de la fuente de energía, consumo de combustible, ubicación y necesidad de instalaciones adicionales o incrementos de capacidad a futuro. Además, para el abastecimiento mediante sistemas fotovoltaicos haz referencia a la capacidad del módulo fotovoltaico individual o comunitario, respectivamente.

11 Corresponde a lo observado mediante trabajo de campo.

12 Considerando una muestra de PIP de SER declarados viables en los 3 últimos años, registrados en el Banco de Proyectos del SNIP.

c) **Balance de energía del proyecto.**

Con la información de a) y b) analiza el balance de energía para el diseño del proyecto en todo el horizonte de evaluación. Demuestra que toda la demanda será cubierta con el diseño propuesto.

Además, evalúa el saldo de oferta disponible de la fuente de abastecimiento (subestación, central de generación o sistemas fotovoltaicos) desde la cual se garantizará la oferta. Considera no sólo la energía requerida para el proyecto, sino también las de otras electrificaciones que son y serán abastecidas por las fuentes de energía identificadas para el proyecto.

En caso se tenga certeza de que se desarrollarán nuevas fuentes de energía, estos nuevos incrementos de capacidad deben incluirse en la evaluación del saldo. Los gobiernos locales que ejecuten proyectos de electrificación deben coordinar permanentemente con el Ministerio de Energía y Minas para conocer los proyectos que el sector ejecutará en su área de influencia.

3.5.2 Criterios para la determinación de las tecnologías.

- ▶ Los proyectos de electrificación rural tienen como fin el brindar el servicio de electricidad a abonados domésticos rurales. Por ello desarrollan acciones que implican principalmente distribución de energía, pudiendo intervenir a nivel de subtransmisión o generación distribuida, dependiendo de la alternativa elegida.
- ▶ Las principales alternativas tecnológicas pueden ser convencionales y no convencionales. Su elección depende de la dimensión del proyecto, de la ubicación de las localidades a ser intervenidas, de la cercanía a puntos de suministro y de la dispersión entre abonados a electrificar. Considerando estos puntos se presentan las siguientes alternativas de intervención, todas excluyentes entre sí:
 - Electrificación rural mediante redes convencionales.
 - Electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos domiciliarios.
 - Electrificación rural mediante generación de energía con minicentrales hidroeléctricas.
 - Electrificación rural mediante generación de energía con grupos térmicos.

- Electrificación rural mediante generación de energía con sistemas híbridos.
 - Electrificación rural mediante sistema fotovoltaico centralizado.
- ▶ Cada tecnología tiene características como costos, ventajas, desventajas, condiciones mínimas de aplicabilidad y usos, que deben ser evaluados antes de su elección.
 - ▶ Existencia de soporte técnico para capacitación, mantenimiento preventivo, correctivo y suministro de repuestos.
 - ▶ Grado de apropiabilidad social de la tecnología. Tiene que ver con los probables conflictos sociales que pudiera generar la administración futura del servicio.
 - ▶ Disponibilidad a pagar la tarifa propuesta.
 - ▶ Potencialidad de desarrollo económico de la comunidad no aprovechada por falta de energía.

3.5.3 Descripción técnica de los sistemas eléctricos.

3.5.3.1 Extensión de redes convencionales.

a) Factibilidad y punto de diseño.

Determinación del punto de diseño y de la factibilidad de suministro para el diseño inicial del sistema eléctrico otorgado por la empresa de distribución eléctrica respectiva, cuando corresponde. Cualquier otro caso, debe contar con un documento de compromiso de la entidad encargada de dar el servicio de energía desde el punto de diseño.

Este documento detalla las especificaciones técnicas sugeridas por esta empresa. Es imprescindible coordinar con ella desde la fase de formulación del proyecto. La presentación de este documento es requisito para la viabilidad del PIP.

b) Descripción técnica.

La información técnica se basa en los estudios de ingeniería sustentados

La implementación de paneles solares fotovoltaicos en cada vivienda supone la verificación de que se cuenta con energía suficiente para satisfacer las demandas básicas de alumbrado e información (radio y televisión).

con información de campo, cálculos eléctricos, planos, investigaciones de suelos, levantamiento topográfico, etc.

El sistema eléctrico, según cada caso, puede tener los siguientes componentes:

- ▶ Líneas primarias.
- ▶ Redes primarias y subestaciones.
- ▶ Redes secundarias y acometidas domiciliarias.

Descripción de líneas primarias y redes primarias.

- Configuración, nivel de tensión y longitud de las redes propuestas.
- Reforzamientos requeridos.
- Estructuras (distancia y número de estructuras).
- Equipamiento y características.
- Transformadores de distribución (capacidad de los transformadores, tensión y relación de transformación, características de los transformadores).
- Equipamiento de las subestaciones.

Descripción de redes secundarias.

- Configuración, nivel de tensión y longitud de las redes propuestas.
- Estructuras (distancia y número de estructuras).
- Equipamiento y características.
- Alumbrado público (equipamiento y características).
- Conexiones domiciliarias (equipos de medición y características).

Para PIP cuyos montos de inversión sean superiores a los S/. 3 millones, el análisis del sistema eléctrico deberá incidir en los siguientes puntos: características técnicas y eléctricas del sistema, configuración, parámetro de los conductores, análisis de selección de postes, capacidad de transformadores, análisis del sistema de protecciones, análisis de flujos de carga, caída de tensión y pérdidas.



Si la exposición a riesgos es inevitable, identifica los peligros que pudieran hacer al proyecto vulnerable y define mecanismos y medidas que permitan reducir esos riesgos. Selecciona una adecuada localización.

3.5.3.2 Sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Se plantea la implementación de paneles solares fotovoltaicos en cada vivienda a fin de obtener suficiente energía para las demandas básicas de alumbrado e información (radio y televisión).

La dimensión del sistema fotovoltaico depende de las formas de operación y del régimen de consumo eléctrico, entre otros. Por ello, define las cargas domésticas a atender, niveles de radiación, días de autonomía, profundidad de descarga, régimen de operación, características climáticas y geográficas de la zona donde se instalará.

Puedes ubicar los niveles de radiación solar promedio por cada zona en el “Atlas Solar del Perú” desarrollado por la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) y publicado por la DGER/MEM.

Este sistema constituye una buena alternativa para las poblaciones más alejadas y dispersas y que no pueden conectarse a un sistema convencional por su inviabilidad técnico-económica. Se ejecuta con una capacitación dirigida a los beneficiarios y operadores del sistema fotovoltaico.

Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos.

Cada instalación conforma un kit que requiere los siguientes componentes:

- ▶ Un generador fotovoltaico (módulos fotovoltaicos).
- ▶ Un regulador de carga.
- ▶ Baterías.
- ▶ Controladores de carga.
- ▶ Equipos de iluminación.
- ▶ Interruptores / Caja de conexiones.
- ▶ Estructura de soporte (postes).

3.5.4 Gestión de riesgos de desastres para el proyecto

Efectúa el análisis del riesgo del proyecto y plantea las medidas de reducción pertinentes:

- ▶ Verifica que los componentes o elementos del sistema eléctrico no estén expuestos a potenciales peligros. Selecciona una adecuada localización.
- ▶ Si esa exposición del sistema eléctrico a riesgos es inevitable, identifica los peligros que pudiera hacerlo vulnerable y define mecanismos y medidas que permitan reducir el riesgo.
- ▶ Considera las medidas necesarias para que, ante un peligro efectivo, el proyecto pueda operar en condiciones mínimas y recuperar su capacidad en el más breve plazo.

3.6. Costos a precios de mercado

La aplicación de recursos de un proyecto de inversión se efectúa en dos momentos:

- (i) mientras se construye o implementa el proyecto, conocido como “período de inversión”
- (ii) cuando el proyecto entra en funcionamiento, denominado “período de operación”, en el cual se producen los beneficios e impactos previstos.

Los costos de los bienes aplicados en el primer período se conocen como costos de inversión y los del segundo período, como costos de operación y mantenimiento. El objeto es determinar el costo de cada alternativa de solución a precios privados o de mercado.

3.6.1 Costos en la situación “sin proyecto” a precios privados o de mercado.

Conformado por todos los costos en los que se seguirá incurriendo en caso de no ejecutarse el proyecto. La situación “sin proyecto” se refiere a la situación optimizada.

Cuando no se cuente con un sistema eléctrico existente, los costos en la situación “sin proyecto” son cero.

Considera como base de cálculo los gastos de ejercicios de años anteriores: sueldos y salarios, gastos de administración y comercialización y costos de operación y mantenimiento.

3.6.2 Costos en la situación “con proyecto” a precios de mercado.

a) **Inversiones.**

Se utilizan para implementar el proyecto con una vida útil mayor a un año. Incluyen los costos de intangibles, activos y otros gastos.

Inversión en intangibles:

Considera los gastos de los estudios definitivos y de los expedientes técnicos, así como otras cuentas que puedan formar parte del rubro de intangibles: licencias, permisos, Declaración de Impacto Ambiental (DIA), Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA), entre otros.

Inversión en activos fijos:

Dependiendo de la tecnología, considera los costos de suministro, montaje y transporte. Deben desagregarse tanto en suministro de materiales transables y no transables, como en el montaje con mano de obra calificada y no calificada.

Otros Gastos:

Incluye otros gastos en los que se incurriría para iniciar la operación del proyecto. Considera el pago de servidumbre y supervisión de obra, entre otros.

Un proyecto de electrificación con sistema convencional y otro con sistema fotovoltaico puede incluir la siguiente estructura de inversión referencial:



Los costos de operación y mantenimiento incluyen costos fijos (personal, repuestos, equipos, etc.) y variables (energía, combustible, insumos).

Cuadro N° 4

Sistema convencional	Sistema fotovoltaico
1. Intangibles Estudio definitivo Gastos de mitigación ambiental	1. Intangibles Expediente técnico Capacitación
2. Inversión en activos Línea primaria Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales Red primaria Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales Red secundaria Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales Gastos generales Utilidades	2. Inversión en activos Módulo fotovoltaico Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales Gastos generales Utilidades
3. Otros gastos Compensación por servidumbre Supervisión de obra	3. Otros gastos Supervisión de obra

Los costos de inversión deben estar sustentados con un desagregado por metrados y especificarse los costos unitarios; y los suministros principales en cotizaciones o en liquidaciones de antigüedad no mayor a un año, actualizadas mediante los índices que correspondan, emitidos por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

De acuerdo a la vida útil de cada componente, incluye las inversiones por reposición (especialmente con los componentes del módulo fotovoltaico) en el horizonte de la inversión.

Incluye los costos adicionales por medidas de reducción de riesgo y los costos ambientales para prevenir, controlar y mitigar los potenciales impactos negativos del proyecto sobre el medio ambiente.

En caso de obras por administración directa sólo considera gastos generales (más no la utilidad), e IGV del costo de materiales y equipos.

b) Indicadores de inversión referenciales.

Calculados sobre los costos de inversión del proyecto:

Cuadro N° 5

Indicador referencial	Descripción
US\$ Línea primaria ¹ / No. de Km.	Inversión en línea primaria por Km. (sin IGV)
US\$ Línea primaria / No. de conexiones	Inversión en línea primaria por conexión (sin IGV)
US\$ Red primaria ² / No. de conexiones	Inversión en red primaria por conexión (sin IGV)
US\$ Red secundaria ³ / No. de conexiones	Inversión en red secundaria por conexión (sin IGV)
US\$ conexiones	Inversión en conexión domiciliaria (sin IGV)
US\$ No. de conexiones	Inversión total por conexión (sin IGV)
% Inversión en LP / Costo directo ⁴	Participación de la línea primaria en el costo directo
% Inversión en RP / Costo directo	Participación de la red primaria en el costo directo
% Inversión en RS / Costo directo	Participación de la red secundaria en el costo directo
No. de habitantes / No. de conexiones	Número de habitantes por conexión

1 Inversión en Línea Primaria (LP): incluye la inversión en las subestaciones de alimentación.

2 Inversión en Red Primaria (RP): incluye la inversión en las subestaciones de distribución.

3 Inversión en Red Secundaria (RS): incluye la inversión en la conexión domiciliaria (acometida y medidor) y la inversión en alumbrado público.

4 Costo Directo (CD) = LP + RP + RS (no incluye gastos generales, ni utilidades).

c) Costos de operación y mantenimiento (OyM) de cada alternativa.

Los Costos de OyM incluyen los costos fijos (repuestos, personal, equipos, etc.) y los costos variables (compra de energía, combustible, insumos, etc.). Deben sustentarse basados en los costos promedios de la empresa de distribución en zonas similares. Incluye un desagregado de estos costos a nivel de actividades.

Para sistemas convencionales, el costo de OyM -sin considerar la compra de energía- puede estar entre el 2% y 4%¹³ de los activos. Para un proyecto en particular, este valor así como cualquier otro, estará sujeto al sustento respectivo.

El precio de compra de energía se estima de acuerdo a la barra equivalente en media tensión del sistema eléctrico que suministrará la energía. Desagrega la información de potencia y energía en horas punta y fuera punta. Si hubiera abastecimiento mediante otras fuentes (hidráulica, térmica o solar) no existirá compra de energía y se incluirá los gastos de generación dependiendo de cada fuente.

3.6.3 Flujo de costos incrementales a precios de mercado.

Con los flujos totales de costos de operación y mantenimiento se calcula los costos incrementales, considerando la diferencia entre la situación “con proyecto” menos la situación “sin proyecto”, a precios privados o de mercado.

13

Considerando una muestra de PIP de SER declarados viables en los 3 últimos años, registrados en el Banco de Proyectos del SNIP.

MÓDULO VI

evaluación >

Para la evaluación necesitas identificar las situaciones SIN proyecto y CON proyecto. La primera corresponde a la capacidad real optimizada del servicio existente, es decir, los beneficios que ya percibe la población antes de la obra. La segunda a la condición en que quedará el servicio al concretar la intervención.

4.1. Evaluación privada

Como estos proyectos pasan a ser administrados (o en todo caso, son sujetos de operación y mantenimiento) por las empresas concesionarias de distribución, se requiere de una evaluación privada que mida la rentabilidad a precios privados y que verifique los parámetros vigentes (tarifas) que utilizan en sus cálculos.

4.1.1. Beneficios privados.

Para la obtención de los beneficios privados utiliza la tarifa de venta de energía extraída de los pliegos tarifarios definidos por OSINERGMIN – GART (www.osinerg.gob.pe).

A los PIP con Sistemas Convencionales les corresponden los pliegos tarifarios para los Sistemas de Distribución Típico (SDT) y lo definido para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), fijada en el marco de la Ley N° 28749 - Ley General de Electrificación Rural.

A los Sistemas Fotovoltaicos les corresponde la tarifa desarrollada para los Sistemas Eléctricos Rurales Fotovoltaicos (SERF), considerando las tarifas límites para las diferentes capacidades de paneles.

En caso no existiera una tarifa adecuada o se trate de energías alternativas o de bajas potencias instaladas, estima los costos medios de producción de la energía. Si corresponde, también considera los costos de reposición.

En el caso de la situación CON proyecto, los beneficios a precios privados constituyen los ingresos por la venta de energía a los abonados. Estos se calculan multiplicando el

La evaluación social establece los costos y beneficios desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto. Lo que implica medir los beneficios a través del ahorro de recursos y de la disposición a pagar por el servicio de energía.

consumo anual por abonado obtenido de la proyección de la demanda (ya sea doméstico, comercial, pequeña industria, uso general o de alumbrado público), por la tarifa de venta de energía en moneda nacional (considerando IGV).

Para los beneficios SIN proyecto utiliza la tarifa cobrada por KW.h distribuido, multiplicado por la cantidad de KW.h consumido. Si antes del proyecto no existía servicio, el consumo de KW.h es cero y los beneficios son cero.

De la diferencia entre los beneficios CON proyecto y SIN proyecto resultan los beneficios incrementales.

4.1.2. Costos privados.

En el numeral 3.6 de esta Guía se ha desarrollado la metodología para elaborar los flujos de costos de mercado.

4.1.3. Indicadores de rentabilidad privada.

Una vez elaborados los flujos anuales de costos y beneficios a precios de mercado, calcula los respectivos indicadores de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), considerando una tasa de descuento privada de 12%. El VAN y la TIR a precios privados se calculan a partir de los flujos de beneficios incrementales a precios privados para cada alternativa.

4.2. Evaluación social

En este caso, los costos y beneficios se establecen desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto. En un estudio de pre-inversión, a nivel de perfil, la evaluación social de un proyecto de electrificación rural se efectúa con la metodología costo/beneficio.

4.2.1. Beneficios sociales.

a) Parámetros para estimación de los beneficios.

- Los beneficios sociales del proyecto se miden a través del ahorro de recursos y la disposición a pagar por el servicio de energía eléctrica.



Los paneles solares son buena alternativa para comunidades dispersas, alejadas de puntos de suministro o de difícil acceso.



- Para estimar los beneficios sociales incrementales utiliza los datos del trabajo de campo de NRECA International, ltd. – Seta, “Estrategia Integral de Electrificación Rural”. En 1999 este estudio estimó tanto los consumos anuales y los beneficios por concepto de iluminación, radio y televisión de los pobladores rurales.

Como los valores citados en el documento corresponden a precios del año 1999, se ha procedido a actualizarlos a precios del año 2010, siguiendo las pautas del Anexo 3.

Por tanto, para cuantificar los beneficios en el análisis de los proyectos de electrificación rural considera estos valores:

Cuadro N° 6

Beneficios Económicos de la electricidad (S/. anuales)			
Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración
Sierra	668.49	255.24	0.00
Selva	431.48	244.61	585.94
Costa	523.14	377.29	975.38
País	508.96	273.47	464.40

Por otro lado, el documento presenta beneficios por “usos adicionales” de la electricidad que equivale a **US\$ 0.15109 por KW.h adicional**.



A través del trabajo de campo se determina el uso que se le va a dar a la energía, sea para iluminación, radio, televisión o refrigeración.

b) Estimación de los beneficios

- En la situación CON proyecto el objetivo parte por identificar el número de abonados en la zona de intervención. A través del trabajo de campo se determina qué usos le darán los pobladores a la energía y, finalmente, se aplican los valores del cuadro anterior a dichos casos.
- Los beneficios anuales por iluminación, radio, televisión y refrigeración se calculan multiplicando el total de abonados proyectados en el análisis de la demanda por el beneficio anual de iluminación, radio y televisión y refrigeración respectivamente. Utiliza los valores del estudio de NRECA o los datos recogidos por la unidad formuladora para el proyecto.
- La estimación de los beneficios por refrigeración responde a lo observado en el trabajo de campo. Se incorpora en la medida que existan beneficiarios provistos de dicho servicio en la situación SIN proyecto. Sólo se justifica que un máximo de 0.1%¹⁴ de la población contará con el servicio de refrigeración.

Porcentajes superiores pueden incluirse, pero sujetos al sustento de la información recogida en los trabajos de campo de la unidad formuladora del proyecto.

Si restas de los KWh iniciales estimados para cada proyecto, los Kwh correspondientes a iluminación, radio y televisión y refrigeración, la diferencia constituye los Kwh para “usos adicionales”, a los que se aplica el factor para ese fin.

Si percibes que los valores producidos por NRECA no se ajustan a la realidad de la zona, realiza los ajustes que consideres necesarios, los mismos que deben estar sustentados con encuestas socio-económicas y trabajos de campo desarrollados en el área de influencia.

4.2.2. Costos Sociales.

▶ **Costos de inversión.**

Los precios privados no reflejan situaciones de eficiencia económica debido a distorsiones del mercado, por tanto, es necesario corregir los costos del proyecto para transformarlos de precios de mercado a precios sociales, aplicando factores de corrección:

$$\text{Costo social} = \text{costo a precios privados} \times \text{factor de corrección}$$

Para simplificar el proceso de cálculo, se desarrolló el documento de “*Factor de Corrección para la Conversión del Presupuesto Total a Precios de Mercado de Proyectos de Inversión Pública de Electrificación Rural a un Presupuesto a Precios Sociales (Actualizado)*”, el cual se basa en el Anexo SNIP – 10 “Parámetros de Evaluación”, que se encuentra disponible en la Página Web del MEF, en la Sección Inversión Pública / Instrumentos Metodológicos del Sector Energía.

El Factor de Corrección estimado es 0.8309. Podrá aplicarse considerando lo siguiente:

- Se aplica al total del presupuesto de inversión a precios de mercado sin necesidad de ningún ajuste previo.
- Se aplica a los presupuestos de inversión, no a los de operación y mantenimiento.
- Se puede aplicar a presupuestos de hasta S/. 6 millones¹⁵.

Los estudios de preinversión de proyectos de electrificación rural con montos de inversión superiores al señalado deberán obtener dicho parámetro tomando como base el documento señalado en el párrafo anterior y lo indicado en el

15

Considerando que según lo registrado en el Banco de Proyectos del SNIP, durante el período Febrero 2009 - Mayo 2011, el 95.4% de los PIP de Electrificación Rural mediante sistemas convencionales, declarados viables por los Gobiernos Locales, presentaron un monto de inversión menor a S/.6 millones.

● ● ● **Para la evaluación del proyecto se requiere establecer los costos incrementales de inversión, operación y mantenimiento, que resultan de la diferencia entre los costos de la situación CON proyecto y SIN proyecto.**

Anexo SNIP-10. Lo anterior también aplica a los casos en los que el proyectista de un PIP con un monto de inversión inferior a S/. 6 millones, decida desarrollar el factor de corrección de manera desagregada.

▶ **Costos de operación y mantenimiento.**

Se considera como Servicio No Transable de origen nacional; por tanto, el factor de corrección es 0.8475.

▶ **Costos incrementales a precios sociales.**

Para la evaluación del proyecto se requiere establecer los costos incrementales de inversión, operación y mantenimiento. Estos resultan de la diferencia entre los costos de la situación CON proyecto y SIN proyecto.

En caso no existiera servicio previo, el íntegro de los costos de inversión, operación y mantenimiento CON proyecto corresponden a los costos incrementales.

4.2.3. Indicadores de rentabilidad social.

Una vez elaborados los flujos anuales de costos y beneficios a precios sociales, calcula los indicadores de rentabilidad Valor Actual Neto Social (VANS) y la Tasa Interna de Retorno Social (TIRS), considerando una tasa de descuento social de 10%.

Calcula el VANS y la TIRS a partir de los flujos de beneficios y costos sociales incrementales.

4.3 Análisis de sensibilidad

Determina el grado de sensibilidad de los indicadores de rentabilidad social y de sostenibilidad del proyecto ante cambios en el consumo de energía doméstico, precio de compra y venta de energía, beneficio social por iluminación, costos de inversión y costos de operación y mantenimiento.

Analiza los efectos en los indicadores de rentabilidad del proyecto (VANS, TIRS) recalculando cada uno de estos valores, ante el incremento o disminución de cada variable sujeta a riesgos de variación. Analiza cada variable por separado.



Debes demostrar que se han tomado las previsiones necesarias para garantizar que el proyecto generará los beneficios esperados.



Debes efectuar ese análisis hasta encontrar la máxima variación que puede soportar el PIP sin dejar de ser socialmente rentable ($VANS \geq 0$ y $TIRS \geq$ tasa social de descuento) y sin dejar de ser sostenible (Ingresos/Egresos a precios privados > 1).

4.4 Análisis de sostenibilidad

4.4.1 Financiamiento de los costos de operación y mantenimiento.

El análisis de sostenibilidad de cada alternativa evalúa la capacidad del proyecto para cubrir sus costos de operación y mantenimiento (incluyendo compra de energía), mediante ingresos propios o con ingresos comprometidos por terceros.

Dicho análisis recae sobre la evaluación del Índice de Cobertura, que permite medir el grado de cobertura del proyecto dados los ingresos percibidos:

$$\text{Índice de Cobertura} = \frac{\text{Ingreso por tarifas} + \text{Aportes adicionales}}{\text{Compra de Energía} + \text{Costos OyM}} \times 100$$

Debes indicar que las tarifas utilizadas para el cálculo de los ingresos del PIP (tarifa de venta) y sus respectivos costos por compra de energía (tarifa de compra); son las señaladas por OSINERGMIN - GART en el pliego tarifario vigente y que corresponden a la empresa que asumirá la administración del servicio. Incluye las fechas de publicación de las tarifas utilizadas en el proyecto y el sistema al cual pertenecen.

Los aportes adicionales deberán estar sustentados e indicar que la entidad aportante no presenta inconvenientes legales y cuenta con disponibilidad de recursos para financiar parte del proyecto durante la fase de operación.

Demuestra que se han incorporado las previsiones para garantizar con la mayor certeza que el proyecto generará los beneficios esperados a lo largo de su vida útil.

4.4.2 Arreglos institucionales previstos para las fases de pre operación y operación.

Indica todas las consideraciones a tener en cuenta para lograr el éxito del proyecto, desde lo institucional a la gestión.

Menciona los roles y competencia de los participantes comprometidos para garantizar la sostenibilidad del proyecto en sus distintas etapas.

Identifica claramente a los participantes y señala los compromisos de cada uno mediante algún documento: (i) convenios, (ii) disponibilidad de recursos y (iii) compromisos de operación y mantenimiento.

Los proyectos de electrificación rural son sujetos de diferentes acuerdos con la empresa concesionaria de distribución, en el marco del Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural¹⁶, según la entidad que ejecute el proyecto.

Los Gobiernos Locales deben trabajar en el marco de la normatividad vigente y coordinar permanentemente, durante la formulación del proyecto, con la empresa concesionaria de distribución, a fin de ser sujetos de los contratos de operación y mantenimiento.

► **Opinión favorable.**

Debes solicitar y acreditar la opinión favorable al perfil¹⁷, en caso una tercera entidad -distinta a la unidad formuladora- se encargue de la Operación y Mantenimiento del proyecto. Excepto cuando la normatividad vigente ya considere la obligación de una entidad de asumir los gastos de operación y mantenimiento del proyecto.

Esa opinión expresa hará referencia a, por lo menos, los siguientes puntos:

- Dimensionamiento del PIP y Propuesta técnica (diseño y reforzamientos).

16 Artículo 53, 54, 55 y 56 del Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, Decreto Supremo N° 025-2007-EM.

17 Se debe contar con esta opinión en cumplimiento a lo dispuesto por el numeral 8.1.e del artículo 8 del Reglamento del SNIP, aprobado por el Decreto Supremo N° 102-2007-EF.



Aprovecha la capacidad de las organizaciones de la población, eso es fundamental para lograr el éxito del proyecto.

- Costos de operación y mantenimiento (si el costo de operación y mantenimiento propuesto garantiza el servicio en condiciones adecuadas, ingresos del proyecto en relación con la sostenibilidad).

4.4.3 Capacidad de gestión de la organización en las etapas de inversión y operación.

▶ **Etapas de inversión.**

Incluye información sobre la capacidad de gestión de la unidad encargada de la ejecución del proyecto. Enfatiza en la experiencia para la ejecución de este tipo de proyectos, la existencia de recursos humanos en cantidad suficiente y calificación adecuada, disponibilidad de recursos económicos, equipamiento, apoyo logístico, etc.

▶ **Etapas de operación.**

Evalúa la capacidad de gestión del operador y/o administrador del proyecto y analiza su constitución y/o organización necesarias para realizar la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos.

Señala qué organización se hará cargo de la gestión del servicio eléctrico, de acuerdo a lo señalado en la Ley General de Electrificación Rural y su reglamento.

4.4.4 Análisis de la capacidad de pago de la población.

Analiza la capacidad de pago de los abonados. Determina su nivel de ingresos promedio familiar mensual y si la tarifa puede ser pagada o necesita ser subvencionada. Esta sección se complementa con datos recogidos por la Unidad Formuladora a través del trabajo de campo.

4.4.5 Participación de los beneficiarios.

Indica los momentos y formas de participación de los beneficiarios desde la etapa de identificación, hasta la fase de operación del proyecto. Por ejemplo:

- **Fase de pre-inversión:** identificación del problema y selección de alternativas.

- **Fase de inversión:** aporte en mano de obra no calificada, dinero, traslado de materiales.
- **Fase de operación:** pago de consumo de energía.

Aprovecha las capacidades organizativas de la población, es fundamental para lograr el éxito.

4.4.6 Probables conflictos durante la operación y mantenimiento.

En caso se haya identificado posibles conflictos con algún grupo social, ya sea por oponerse a la ejecución o por sentirse perjudicado, señala las medidas adoptadas y que se adoptarán para resolver o minimizar los conflictos. Especifica cuáles son esas medidas.

4.4.7 Los riesgos de desastres.

En caso se identifiquen riesgos de desastres que pueden generar la interrupción del servicio eléctrico, señala las medidas adoptadas para reducirlos o para garantizar una rápida recuperación del servicio.

4.5 Plan de equipamiento e implementación

Este instrumento permite monitorear la ejecución de actividades. Indica el tiempo en que se estima realizar cada una de las actividades previstas para las alternativas analizadas. El tiempo puede expresarse en términos de meses o años según el tipo de proyecto. Se recomienda uso de diagrama de GANTT.

4.6 Impacto ambiental¹⁸

Identifica los posibles impactos ambientales en las etapas de ejecución (construcción) y de operación (funcionamiento), proponiendo las medidas para prevenir o mitigar los impactos negativos y fortalecer los impactos positivos. Para ello considera las normas ambientales vigentes. Para los proyectos de electrificación rural se realiza de acuerdo al Contenido Mínimo de la

18 Para mayores orientaciones revisar el numeral 4.4 de las "Pautas 2011".

Cuando contemples la ejecución de obras por administración directa, sustenta que la Unidad Ejecutora responsable cuenta con el personal idóneo, los equipos necesarios y la capacidad para asegurar el cumplimiento de las metas.

Declaración de Impacto Ambiental (DIA), cuyo contenido ha sido establecido por el Sector en el Anexo 1 del Decreto Supremo N° 011-2009-EM.

Es importante que establezcas los costos de las medidas de mitigación para incluirlas en el presupuesto del proyecto y en la evaluación del mismo.

4.7 Selección de alternativas

De acuerdo a la evaluación económica de las alternativas, los análisis de sensibilidad y sostenibilidad y la evaluación del impacto social, selecciona la alternativa más favorable.

4.8 Organización y gestión

Analiza las capacidades técnicas, administrativas y financieras en el marco de los roles y funciones que deberá cumplir cada uno de los actores que participan en la ejecución (Gobiernos locales o Gobierno nacional) y en la operación del proyecto (empresas concesionarias, comités de electrificación).

Incluye en los presupuestos de inversión y de operación los costos de organización y gestión.

Recomienda la modalidad de ejecución (contrata, administración directa) más apropiada para cada uno de los componentes de la inversión, sustentando los criterios.

Cuando contemples la ejecución de obras por administración directa, sustenta que la Unidad Ejecutora responsable cuenta con el personal técnico-administrativo, los equipos necesarios y la capacidad operativa para asegurar el cumplimiento de las metas previstas. La Entidad debe demostrar que el costo total de la obra a ejecutarse por administración directa será menor que si se ejecutara por contrata, tomando como referencia costos de proyectos similares.

4.9 Cronograma de ejecución del proyecto

Presenta el cronograma de ejecución física y financiera que permitirá monitorear la ejecución de las actividades programadas. Indica el tiempo en que se estima realizar cada una de las actividades previstas de las alternativas analizadas. La temporalidad se debe expresar en términos de meses.



En caso el proyecto esté sujeto al financiamiento de un tercero, debes sustentar las condiciones de financiamiento que se proponen.

4.10 Financiamiento

Indica las posibles fuentes de financiamiento y su nivel de participación en las inversiones del proyecto. Entre ellas pueden figurar: gobierno nacional, gobiernos locales, empresa concesionaria de distribución, población, entidades de la cooperación internacional, ONGs, empresas privadas, entre otras.

Señala las condiciones del financiamiento, especificando si se trata de recursos ordinarios, recursos determinados, transferencias, recursos propios, donaciones o préstamos.

La formulación de un PIP también debe evidenciar la disponibilidad presupuestaria con la que cuenta la Unidad Ejecutora. El financiamiento puede provenir del mismo ámbito institucional, en ese caso la formulación debe sustentarse sobre la base del presupuesto disponible de esta entidad. En caso esté sujeta al financiamiento de un tercero, sustenta las coordinaciones realizadas sobre la intención de financiamiento que se propone.

Este análisis vela porque se generen los beneficios sociales identificados en la preinversión y por la certeza de la ejecución del proyecto; evitando la promoción de proyectos en el marco del SNIP que no entran a etapa de inversión por falta de financiamiento.

4.11 Matriz del marco lógico (MML)¹⁹

El marco lógico es un resumen ejecutivo de la alternativa técnica seleccionada que permite verificar la consistencia del proyecto. Allí se muestran los objetivos del proyecto, sus metas expresadas cuantitativamente (Indicadores), las fuentes de información que pueden proporcionarnos la situación y avance en dichas metas (medios de verificación) y los aspectos no manejados por el proyecto que podrían afectarlo (supuestos).

19

Para mayores orientaciones revisar el numeral 4.8 de las "Pautas 2011"

MÓDULO V



conclusiones y recomendaciones >

Incluye la definición del problema, descripción de la alternativa seleccionada, el monto de inversión y los resultados de la evaluación desde el punto de vista de la rentabilidad social, de la sostenibilidad y del impacto ambiental. Incorpora los resultados del análisis de sensibilidad y los principales indicadores de evaluación como el VANS y TIRS.

Podrás sugerir acciones complementarias para mejorar el estudio y garantizar el logro de los objetivos del proyecto. También recomienda los procedimientos a seguir en la etapa de ejecución del proyecto.

MÓDULO VI

anexos

Incluye información documentaria que se considere pertinente (estadísticas, actas de compromiso, encuestas, opinión de la empresa encargada de la operación y mantenimiento, punto de diseño y factibilidad de suministro, memoria de cálculos eléctricos, estudios geológicos y geotécnicos, topografía, cotizaciones, análisis de costos unitarios, etc.) y aquella que permita precisar o sustentar los aspectos analizados en el estudio del perfil.

anexo 1

Ejemplo práctico: Matriz de involucrados

Caso: "Instalación y ampliación de PIP"
PIP Formulado por la Municipalidad Distrital de San Juan

Grupos involucrados	Problemas	Intereses	Estrategias	Acuerdos y compromisos
Gobierno Regional	<ul style="list-style-type: none"> Retraso en el desarrollo económico de las localidades rurales de la Región. 	<ul style="list-style-type: none"> Energía eléctrica de calidad para el desarrollo económico en la zona. 	<ul style="list-style-type: none"> Coordinación con las autoridades del sector. 	<ul style="list-style-type: none"> Convenios interinstitucionales con los gobiernos locales.
Municipalidad Distrital de San Juan	<ul style="list-style-type: none"> Disconformidad de la población debido a la falta de servicio eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> Electrificación de los poblados. 	<ul style="list-style-type: none"> Apoyar en la fase de preinversión, promoviendo la coordinación y facilitando información de los beneficiarios. 	<ul style="list-style-type: none"> Financiar la ejecución del proyecto.
Empresa Concesionaria	<ul style="list-style-type: none"> Coordinación insuficiente con las unidades formuladoras y ejecutoras sobre la implementación de los proyectos. 	<ul style="list-style-type: none"> Participación en la implementación del proyecto, para garantizar el cumplimiento de las normas sectoriales. 	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar las coordinaciones con las autoridades locales. 	<ul style="list-style-type: none"> Convenios interinstitucionales para la operación y mantenimiento o acuerdos de transferencia de obra.

Grupos involucrados	Problemas	Intereses	Estrategias	Acuerdos y compromisos
Pobladores Beneficiados	<ul style="list-style-type: none"> • Inseguridad en la zona por robos, debido a la ausencia de alumbrado público. • Desaprovechamiento de los usos adicionales de la energía eléctrica que no permite el desarrollo de actividades económicas en la zona. • Escaso acceso a los medios de información. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la calidad de vida, mediante el servicio de energía eléctrica disponible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dar facilidades a los formuladores y ejecutores del proyecto. • Presencia activa en los talleres participativos sobre la formulación del PIP. 	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyo con mano de obra no calificada.

anexo 2

Determinación de puntos de iluminación

Para la determinación de la cantidad de puntos de considera la norma técnica vigente de Alumbrado Público (AP) para los zonas rurales.

En principio, determina el consumo de energía por alumbrado público mensual mediante la siguiente expresión:

$$\text{CAP mensual} = F \times \text{KALP} \times \text{Abonados totales}$$

En cuanto al cálculo de este punto, el valor del factor F dependerá del sistema eléctrico de distribución típico, indicado en la norma de Alumbrado Publico vigente.

Para el cálculo del KALP²⁰ (Factor de alumbrado público en kW.h/usuario-mes) asume el siguiente cuadro:

Sector de Distribución Típico	KALP (kW.h/usuario-mes)	Potencia de la lámpara vapor de sodio (W)
4	7.4	70
5	6.3	50
SER	6.3	50

20 Considera los valores de los factores KALP vigentes a la fecha de formulación del proyecto.

Los Puntos de Iluminación (PI) se determinan considerando el uso de horas diarias en el mes (360) y la potencia nominal promedio de la lámpara de alumbrado público en W (PPL):

$$\text{Puntos de Iluminación} = \frac{\text{CAP mensual} * 1000}{360 \times \text{PPL}}$$

En el sector rural, la potencia promedio se encuentra entre 50 y 70 W. A ella debes agregar la potencia nominal de los accesorios de encendido, lo que representa en promedio 10 W.

anexo 3

Actualización de los indicadores de beneficios sociales considerados en la encuesta NRECA internacional

Basados en el cálculo de los parámetros aplicados para la obtención de los beneficios sociales del trabajo de campo de NRECA International, ltd. – Seta: “Estrategia integral de electrificación rural” 1999, se actualizan los valores a precios de 2010. Se toma como base de la actualización los valores del Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

Beneficios económicos de la electricidad (US\$ anuales)			
Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración
Sierra	158.40	60.48	0.00
Selva	102.24	57.96	138.84
Costa	123.96	89.40	231.12
País	120.60	64.80	110.04

El documento presenta además beneficios por “usos adicionales” de la electricidad que equivale a US\$ 0.15109 por KW.h adicional.

Los indicadores desarrollados en el documento se encuentran expresados en US\$ anuales, valorados a un tipo de cambio de US\$ 3.25.

- Para los fines de esta guía y debido a la antigüedad de los valores de NRECA se actualizan estos valores trayéndolos a precios del año 2010.
- De esta forma se parte por trabajar con los datos en moneda nacional (nuevos soles), considerando el tipo de cambio señalado:

Cuadro N° 2

Beneficios económicos de la electricidad (S/. anuales)			
Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración
Sierra	514.80	196.56	0.00
Selva	332.28	188.37	451.23
Costa	402.87	290.55	751.14
País	391.95	210.60	357.63

Estos valores corresponden a los presentados en el NRECA a precios de 1999. Al respecto, la actualización de los valores a precios actuales, requiere la utilización del IPC (Índice de Precios al Consumidor), para lo cual se desarrolla un Factor de aplicación.

Presentando los valores a precios de 2010 se utiliza:

$$F \text{ (Factor de variación)} = \frac{\text{IPC Dic 2010}}{\text{IPC Dic 1999}}$$

Con base en la información obtenida para dichos meses, de la base estadística del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP)²¹ se tiene el siguiente Factor:

$$F = \frac{102.184}{78.691} = 1.299$$

21 IPC Lima base 2009 = 100. BCRP

Multiplicando el Factor obtenido a cada uno de los valores indicados en el Cuadro N° 2, se obtienen los valores a precios del 2010.

Cuadro N° 3

Beneficios económicos de la electricidad (S/. anuales)			
Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración
Sierra	668.49	255.24	0.00
Selva	431.48	244.61	585.94
Costa	523.14	377.29	975.38
País	508.96	273.47	464.40

Estos valores son los que debes considerar para la cuantificación de beneficios en el análisis de los proyectos de electrificación rural.

La interpretación de los datos presentados en el Cuadro N° 3 es como sigue:

Durante un año, por ejemplo, un potencial abonado de la zona de selva tendría un beneficio social de S/. 431.48, en caso utilice la energía exclusivamente para iluminación (el estudio de NRECA indica que estarían asociados al mejor rendimiento escolar de los niños dado que pueden desarrollar sus tareas por las noches, entre otros), de S/. 244.61 en caso utilice radio y televisión (debido a que estarían mejor informados) y de S/. 585.94 en caso cuente con refrigeración en el hogar (considerando que puede mejorar la conservación de sus alimentos, entre otros).

- Finalmente, en caso de que en un PIP se sustente la existencia de beneficios por “usos adicionales”, por simplicidad se actualizará el valor de **US\$ 0.15109 por KW.h adicional**, por el tipo de cambio vigente a la fecha de formulación del estudio de preinversión.





PERÚ

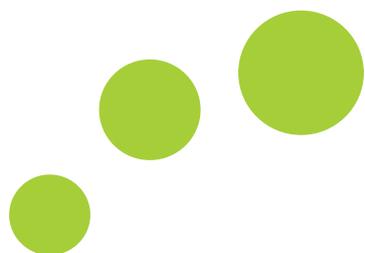
Ministerio
de Economía y Finanzas

Viceministerio
de Economía y Finanzas

Dirección General
de Política de Inversiones



snipnet@mef.gob.pe
www.mef.gob.pe



Ministerio de Economía y Finanzas
Dirección General de Política de Inversiones DGPI

Jr. Lampa 227 piso 7 – Lima 1
Telf: (511) 311 5930 / 311 9900
Fax: (511) 626 9950

snipnet@mef.gob.pe
www.mef.gob.pe